



CONCESSIONS DE FORCES HYDRAULIQUES

**CONCLUES ENTRE
LA POLYNESIE FRANCAISE
ET LA SOCIETE MARAMA NUI**

**DANS LE CADRE DE L'AMENAGEMENT
ET DE L'EXPLOITATION DE LA VALLEE**

TITAAVIRI

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 2018

Sommaire

1 - SYNTHÈSE.....	3
1.1 Faits marquants	3
1.2 Principaux indicateurs	5
2 - PRÉSENTATION	6
2.1 Les moyens affectés à la concession	7
2.2 Le cadre juridique et contractuel	11
3 - OBLIGATION DE SERVICE A LA CLIENTÈLE.....	12
3.1 Tarif en vigueur	13
3.2 Production vendue et chiffres d'affaires correspondant	14
3.3 Bilan d'exploitation	17
4 - DONNÉES COMPTABLES ET FINANCIÈRES	20
4.1 Principes de la comptabilité appropriée.....	21
4.2 Méthodologie et clés de répartition analytique.....	24
4.3 Les comptes de la concession	27
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISÉS	30
5.1 Variation des immobilisations en concession.....	31
5.2 Situation des biens nécessaires à l'exploitation du service public	31
5.3 Suivi du programme contractuel d'investissements	33
5.4 Fonds de maintenance des conduites forcées	33
5.5 Dépenses de renouvellement	34
5.6 Dépenses 1er établissement	35
5.7 Méthode relative aux charges calculées	37
5.8 Indemnités de fin de concession	40
6 - ENGAGEMENTS NÉCESSAIRES A LA CONTINUITÉ DU SERVICE PUBLIC	41



1 - SYNTHÈSE

1.1 Faits marquants

Non actualisation tarifaire :

Bien que cela soit prévu au cahier des charges de la concession, la Polynésie française n'a procédé à aucune actualisation tarifaire contractuellement due depuis le 25 février 2016.

Notre société a informé le Service des Energies de la nécessité de cet ajustement.

Rapports avec la TEP :

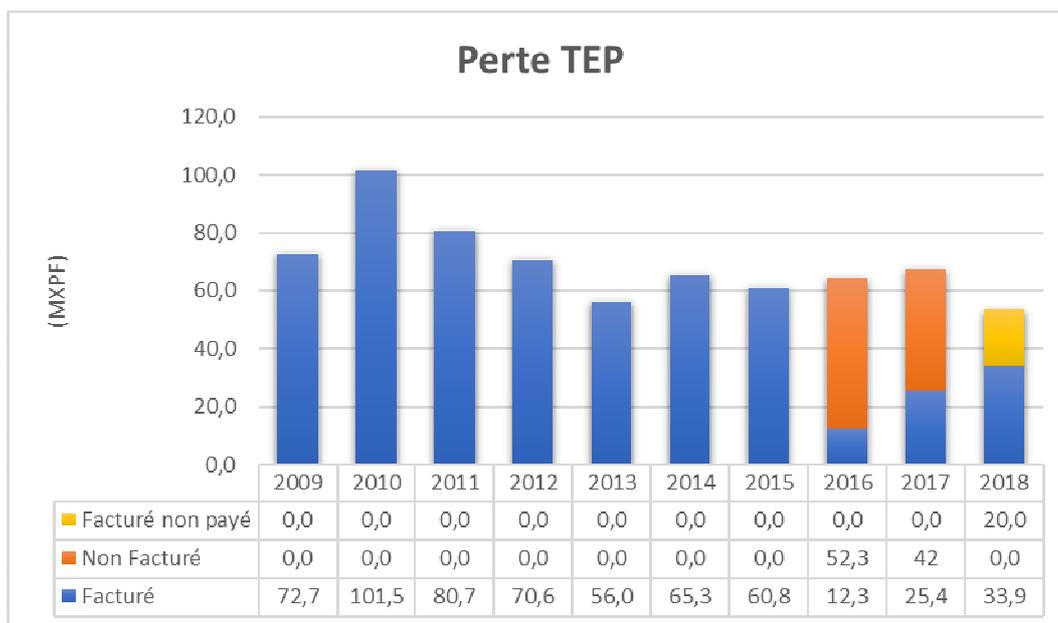
Le sujet de la compensation des pertes de Transport (TEP) devra rapidement être tranché par l'autorité concédante. Au 1er septembre 2017, date d'augmentation de la redevance de transport TEP à son niveau maximum de 2,75 F CFP, MARAMA NUI a cessé d'émettre des avoirs sur l'indemnisation desdites pertes, conformément aux avenants de décembre 2015.

La TEP a cependant décidé unilatéralement de ne pas reconduire le contrat actuel de compensation qui arrive à échéance le 31 mai 2018, ce qui impacte l'équilibre économique des concessions de MARAMA NUI à hauteur de 60 MF en rythme annuel.

La mise en service du futur réseau de transport (boucle nord) devrait en outre augmenter les pertes de transport de manière très significative, en raison de sa longueur. Nous estimons que ces pertes pourraient être multipliées par 2 ou par 3, ce qui sans cadre contractuel établi avec la TEP, ni cadre réglementaire défini par l'autorité concédante, mettrait l'entreprise en difficulté.

Après une discussion infructueuse avec la TEP, une réunion s'est tenue au Service Energies le 20 février 2019, et un courrier d'alerte a été adressé à ce service le 11 mars. Il est proposé de signer rapidement un contrat de régularisation des prises en charge des pertes de transport par la TEP, dans l'attente d'une éventuelle réorganisation plus profonde du système, à l'étude par le Pays.

Par ailleurs, le réseau de transport n'ayant pas été renouvelé sur les 3 boucles 20 kV du sud, la fiabilité du service reste fragilisée dans la zone sud de l'île et pourrait entraîner des difficultés d'écoulement d'énergie hydroélectrique dans les années à venir. Potentiellement, près d'un tiers des ventes d'énergie de la société est subordonné à la disponibilité de ces boucles.



Historique sur 10 ans du chiffre d'affaires des pertes TEP

1.2 Principaux indicateurs

			Titaaviri	
			2018	2017
Techniques	Pluviométrie	mm	7 567	9 673
	Disponibilité des ouvrages		97,90%	99,80%
	Production sortie d'alternateurs			
	- exercice	kWh	18 309 756	21 069 327
	- moyenne historique	kWh	17 235 392	17 197 021
	Production vendue			
	- exercice	kWh	18 279 041	20 598 768
	- rendement		99,8%	97,8%
	- contractuelle	kWh	16 166 470	16 166 470
Financiers	Chiffre d'Affaires Net Energie	k XPF	229 155	230 646
	Ecart sur prévisionnel (Art16.2)			
	- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	88 842	81 457
	- variation de l'exercice	k XPF	7 384	-35 055
	Patrimoine Immobilier	k XPF	2 618 346	2 618 346
	Travaux réalisés			
	- Dépenses de renouvellement	k XPF	-	9 590
	- Dépenses d'améliorant	k XPF	-	144 541
	Besoin de renouvellement	k XPF	1 004 413	999 879
	Fonds de maintenance des conduites forcées			
	- valeur du fonds au 31 décembre	k XPF	171 399	177 436
- Variation sur l'exercice	k XPF	-6 037	10 078	
Indemnité de fin de concession	k XPF	1 295 029	1 277 137	
Développement durable	Environnement			
	- économie de fuel	m3	4 134	4 775
	- réduction de CO2	T	14 374	16 602



2 - PRESENTATION

2.1 Les moyens affectés à la concession

2.2 Le cadre juridique et contractuel

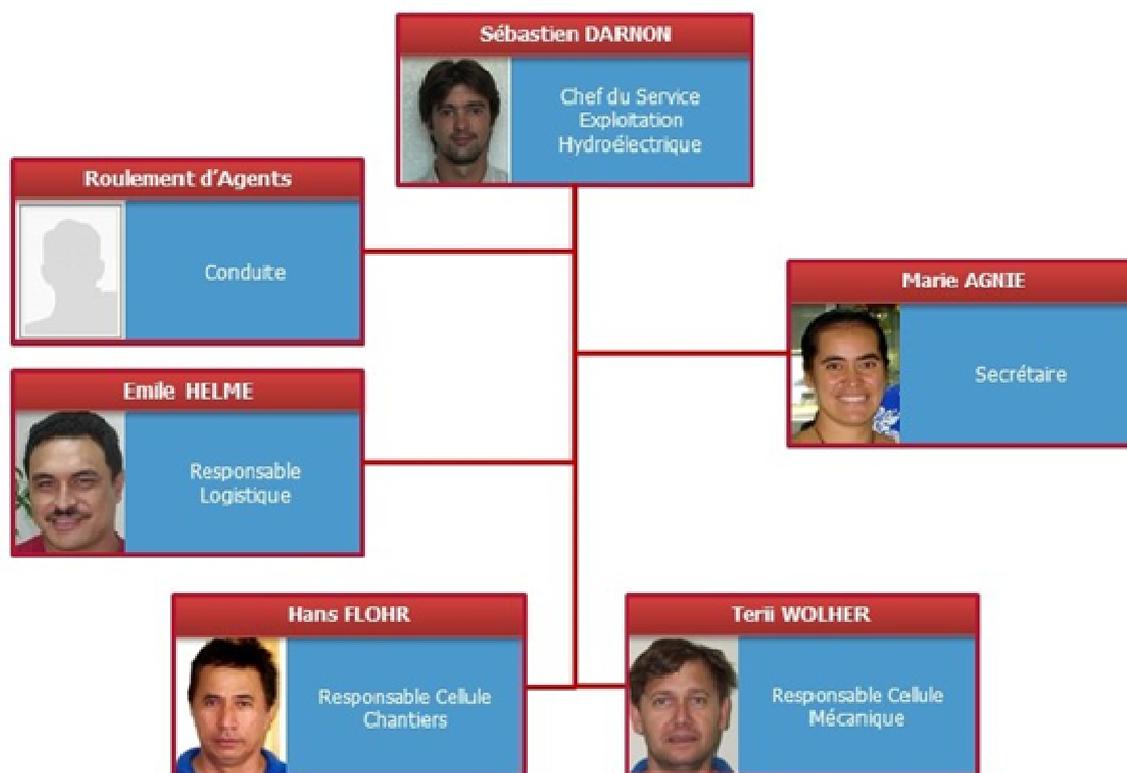
2.2.1 La convention de concession

2.2.2 Les autres contrats

2.1 Les moyens affectés à la concession

Les moyens humains et matériels du groupe implantés en Polynésie et dédiés à l'hydroélectricité sont communs aux 6 vallées en concession et organisés autour de la société MARAMA NUI délégataire du service public.

L'effectif technique dédié à la production hydroélectrique est de 24 salariés organisés comme suit :



Le management et les supports tant techniques pour les gros travaux, qu'administratifs (personnel, comptabilité, gestion, communication, QSE, achats...) sont communs à l'ensemble des entités du pôle énergie.

MARAMA NUI, la référence polynésienne de l'hydroélectricité

MARAMA NUI est une société anonyme polynésienne créée en 1980, et pionnière en matière de développements hydroélectriques.

Son actionnariat est détenu à 56,36 % par la S.A. ELECTRICITE DE TAHITI, et à 35,38 % par la collectivité de Polynésie française, le reste étant détenu par 600 petits porteurs environ dont une grande partie est composée d'ayant-droits des vallées accueillant les ouvrages de l'entreprise. Cette participation au capital de la société permet aux riverains d'être associés au développement économique de leurs territoires. La participation de la Polynésie française permet, plus largement, de faire bénéficier financièrement la collectivité des performances de l'entreprise, outre le bénéfice induit par les économies de carburant et la maîtrise des émissions.

MARAMA NUI produit en moyenne 85% de toute l'électricité d'origine renouvelable de Polynésie française. Ces performances permettent à la Polynésie française de disposer d'un mix électrique composé de 30 à 35% d'énergies renouvelables ces dernières années, ce qui la place en tête des collectivités d'outre-mer française dans ce secteur, et en troisième place des pays insulaires du Pacifique Sud, membres de la Pacific Power Association.

L'activité de MARAMA NUI est localisée dans les parties Sud et Est de Tahiti Nui. Son siège social est situé à Taravao, et elle dispose de 6 concessions de forces hydrauliques :

- Vaihiria (1985), commune de Mataiea ;
- Vaite (1985), commune de Papeari ;
- Fa'atauti'a (1985), commune de Hitia'a ;
- Titaaviri (1988), commune de Papeari ;
- Haute Papeno'o (1989), commune de Papeno'o ;
- Moyenne Papeno'o (1995), commune de Papeno'o.



Après presque 20 ans de pause dans les développements hydroélectriques, voulue par la puissance publique (charte de l'énergie de 1998), MARAMA NUI a inauguré en 2017 et 2018 de nouvelles capacités de production, avec ses projets Hydromax de Titaaviri, Papeno'o 1, et prochainement celui de Maroto attendu pour début 2019. L'ensemble de ces projets, convenus avec l'autorité concédante, permettra à terme de produire 2,55 GWh supplémentaires d'électricité d'origine hydraulique, et d'améliorer ainsi la part d'énergies vertes dans le mix énergétique polynésien.

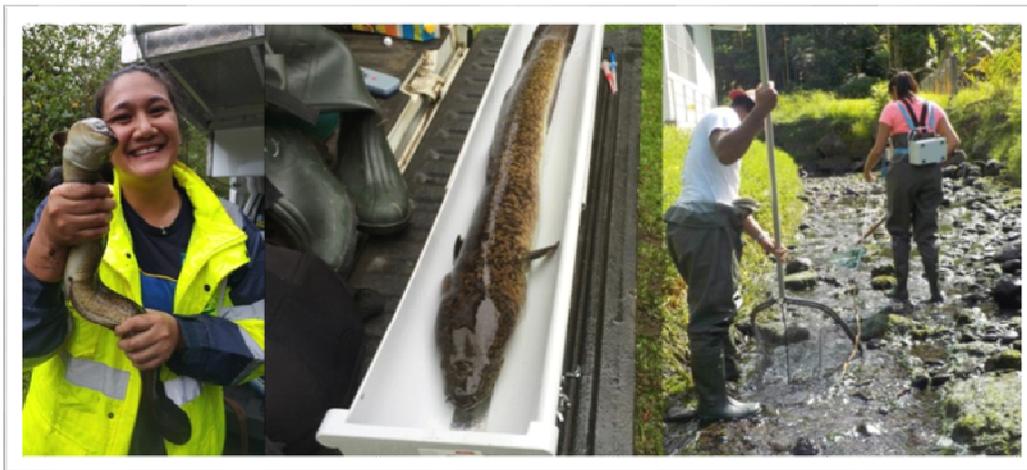
A ce jour, MARAMA NUI exploite 15 barrages et 14 centrales, répartis sur 5 vallées de Tahiti, pour une puissance installée totale de 47,4 MW.

Une énergie propre et locale

La production électrique de MARAMA NUI, qui se monte à 156 GWh par an en moyenne (avec un record à 217 GWh en 2010), est exclusivement issue des énergies renouvelables, produites dans les vallées de Tahiti. Elle contribue ainsi chaque année à éviter l'importation de 40.000 m³ de fuel environ, et réduit ainsi les émissions dans l'atmosphère de 130.000 tonnes de CO₂ et autres gaz à effet de serre.

Les techniques d'exploitation de MARAMA NUI sont améliorées d'année en année, et permettent un respect optimal des vallées. Les ouvrages de retenue et de production sont intégrés à l'environnement, ils permettent le respect de la biodiversité des rivières, avec l'aménagement de passes à poisson, et la maîtrise des curages des retenues qui font qu'aujourd'hui, la qualité des eaux des rivières n'est pas impactée par son activité, et que leurs cours sont peuplés d'anguilles, de poissons et de chevrettes.

MARAMA NUI poursuit sa démarche de suivi de la biodiversité dans les rivières qu'elle exploite. Elle fait en sorte de garantir la continuité écologique de ces installations. De plus, elle est aujourd'hui dans une dynamique de communication dans les écoles du territoire.



Les installations hydroélectriques sont à présent des vitrines des énergies renouvelables en milieu insulaire. Elles accueillent chaque année des dizaines de groupes scolaires, qui peuvent ainsi s'initier à la production électrique, à la transition énergétique et à la préservation de l'environnement.



MARAMA NUI est un investisseur de premier plan, au niveau Polynésien

Elle s'est notamment engagée, depuis 2009, dans un programme de confortement de ses ouvrages de retenue, en vue de garantir leur pérennité et leur solidité. Le coût de programme se monte à près de 4 milliards de francs, il devrait s'achever en 2025 avec des réalisations annuelles, entièrement locales pouvant atteindre 200 MF.

Système d'information et moyens matériels

MARAMA NUI dispose de moyens techniques optimum, avec notamment des moyens de télécommunication techniques et vocaux entre le centre technique de Taravao et l'ensembles des vallées et des sites hydroélectriques (faisceaux hertziens, fibres optiques, réseaux cuivre, terminaux satellitaires, réseau VHF) :

- un système d'information avancé, incluant GMAO, logiciel de conduite "Vaimana", modèles de prévisions de pluviométrie et de production ;
- deux bunkers anticycloniques abritant les serveurs informatiques et les terminaux de conduite au standard data center ;
- un ensemble d'outillages spécialisés (robot d'inspection et de réparation de conduite forcée).

Au travers du rattachement de MARAMA NUI au groupe Engie, les concessions de MARAMA NUI bénéficient directement des moyens communs à l'ensemble des entités du pôle énergie et notamment :

- Au plan du management et des autres supports, des services ou cellules spécialisées suivantes :
 - Administration et finance
 - Communication, marketing
 - Digital et Services informatiques
 - Juridique et assurance
 - Qualité Sécurité Environnement
 - Ressources humaines

2.2 Le cadre juridique et contractuel

2.1.1 La convention de concession

La concession de forces hydrauliques de Titaaviri a été confiée par la Polynésie française à MARAMA NUI, par une convention du 9 août 1988 pour une durée initiale de 40 ans 1/2, devant prendre fin le 31 décembre 2028.

Un premier avenant, en date du 19 janvier 1998, a prolongé de 12 ans la durée de la concession (portée au 31 décembre 2040), et instauré une formule procédant à la baisse du tarif du kWh sur les 3 années à suivre.

Un second avenant, en date du 29 décembre 2015, a notamment modifié le prix de vente du kWh hydroélectrique, introduit une formule d'actualisation et de partage des rendements, instauré une nouvelle méthode d'amortissement des biens de la concession, avec mise en place d'une indemnité de fin de concession sur la valeur nette comptable, et mis en place un fonds de maintenance des conduites forcées. Cet avenant a également autorisé le doublement des conduites forcées amenant l'eau à la centrale de Titaaviri 1, afin d'optimiser le fonctionnement de ses turbines existantes.

La concession de Tita'aviri comprend notamment 2 centrales, dénommées « Tita'aviri 1 » et « Tita'aviri 2 », et 2 retenues principales.

2.1.2 Les autres contrats liés à la délégation de service public

- Contrat de fourniture d'hydroélectricité avec EDT
- Accord de puissance garantie hydroélectrique avec EDT
- Convention de gestion déléguée avec EDT
- Contrat pour la compensation des pertes de transport, avec la société de Transport d'Energie Electrique en Polynésie (T.E.P.)
- Contrat de conduite du parc hydroélectrique par EDT

Ces contrats sont détaillés au chapitre 6 « Engagements nécessaires à la continuité du service public ».



3 - OBLIGATION DE SERVICE A LA CLIENTELE

3.1 Tarif en vigueur

3.2 Production vendue et chiffre d'affaires correspondant

- 3.2.1 Pluviométrie
- 3.2.2 Disponibilité des ouvrages
- 3.2.3 Production brute d'hydroélectricité
- 3.2.4 Production vendue
- 3.2.5 Chiffre d'affaires

3.3 Bilan d'exploitation

- 3.3.1 Incidents majeurs
- 3.3.2 Actions sécurité Environnement

3.1 Tarif en vigueur

Le tarif est fixé par arrêté en conseil des ministres.

Date	Texte	Tarifs
22.01.1985	Arrêté n° 46 CM	de 13,00 F à 27,39 F / kWh selon la tranche (NB : tarifs de distribution sur la Côte Est)
29.08.1991	Arrêté n° 927 CM	13,00 F / kWh
08.01.1992	Arrêté n° 24 CM	13,25 F / kWh
29.04.1992	Arrêté n° 494 CM	13,25 F / kWh
15.06.1993	Arrêté n° 493 CM	13,25 F / kWh
30.05.1994	Arrêté n° 535 CM	13,25 F / kWh
21.07.1997	Arrêté n° 721 CM	12,25 F / kWh
14.05.1998	Arrêté n° 681 CM	12,18 F / kWh
18.05.1999	Arrêté n° 741 CM	12,06 F / kWh
31.12.1999	Arrêté n° 1993 CM	12,06 F / kWh (9,90 + 2,16 au titre de la puissance garantie)
25.06.2009	Arrêté n° 901 CM	12,06 F / kWh
25.02.2016	Arrêté n° 202 CM	13,18 F / kWh (tarif spécifique à la concession de Titaaviri)

Bien que cela soit prévu au cahier des charges de la concession, aucune des actualisations tarifaires contractuellement dues n'a fait l'objet depuis le 25 février 2016 d'un arrêté du conseil des ministres.

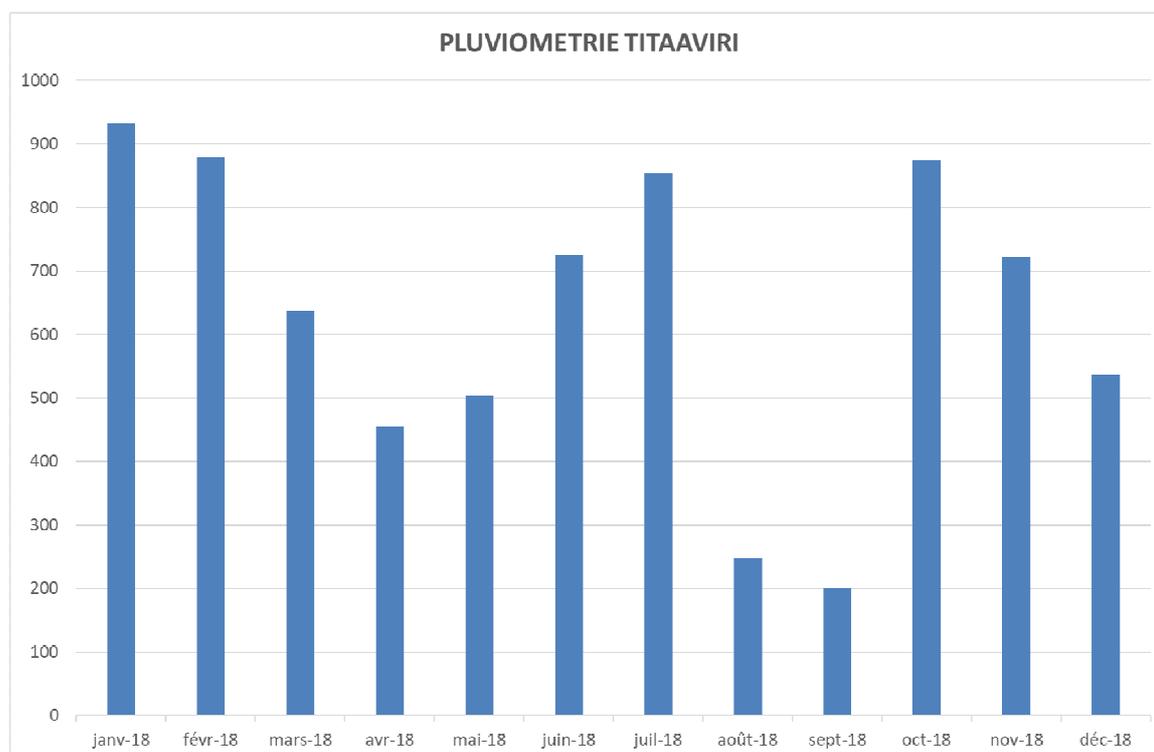
Si pour sa part, l'entreprise a bien facturé son énergie au prix « publié » elle a comptabilisé des « avoirs à établir » de sorte à ce que son chiffre d'affaires, correspondent aux produits qui lui sont contractuellement dus à savoir :

Tarifs de l'avenant N°3 de 12/2015	13,18
restitution taxe foncière	-0,42
actualisation au 01/03/2016	0,02
Tarif au 01/03/2016	12,78
actualisation au 01/03/2017	0,02
Tarif au 01/03/2017	12,8
mise en service ouvrage optimax	0,47
Tarif au 16/06/2017	13,27
baisse liée à la refacturation des pertes de transport	-0,39
Tarif au 01/09/2017	12,88
actualisation au 01/03/2018	0,05
Tarif au 1/03/2018	12,93

3.2 Production vendue et chiffres d'affaires correspondant

3.2.1 Pluviométrie

La pluviométrie est très élevée les 2 premiers mois de l'année. Une pluviométrie relativement constante tout au long de l'année à l'exception du mois de décembre un peu bas et du mois d'août très sec.



Graphique de pluviométrie

3.2.2 Disponibilité des ouvrages

La disponibilité de la vallée est restée correcte, à 97,9 % (hors arrêts programmés). Une rupture de conduite en février explique la baisse par rapport aux années précédentes.

Titaaviri 1A	96,0%	97,9%
Titaaviri 1B	99,9%	
Titaaviri 2	99,7%	

3.2.3 Production brute d'hydroélectricité (en KWh)

Depuis 1998 (moyenne calculée depuis l'origine)
(Sortie transfo.)

	TITAAVIRI 1	TITAAVIRI 2	VALLEE TITAAVIRI
1981			
1982			
1983			
1984			
1985			
1986			
1987			
1988			
1989			
1990	11 741 100	6 463 700	18 204 800
1991	10 792 400	6 167 800	16 960 200
1992	12 049 600	6 635 400	18 685 000
1993	11 093 800	5 821 300	16 915 100
1994	10 819 720	5 013 500	15 833 220
1995	12 464 380	5 457 200	17 921 580
1996	11 049 650	5 372 800	16 422 450
1997	10 756 370	4 968 600	15 724 970
1998	14 053 380	7 312 500	21 365 880
1999	8 622 035	4 699 000	13 321 035
2000	10 129 665	5 675 800	15 805 465
2001	10 700 342	5 705 700	16 406 042
2002	8 644 660	4 739 000	13 383 660
2003	8 354 870	4 579 370	12 934 240
2004	9 950 160	5 799 610	15 749 770
2005	10 035 260	5 901 170	15 936 430
2006	11 466 560	6 434 510	17 901 070
2007	11 448 670	6 327 000	17 775 670
2008	10 029 000	5 608 860	15 637 860
2009	10 877 874	6 302 988	17 180 862
2010	13 472 052	8 065 420	21 537 472
2011	11 568 202	6 466 612	18 034 814
2012	11 118 657	6 263 412	17 382 069
2013	10 963 800	6 111 256	17 075 056
2014	10 635 442	6 468 631	17 104 073
2015	10 756 409	6 351 693	17 108 102
2016	14 566 614	7 573 768	22 140 382
2017	13 654 188	7 415 139	21 069 327
2018	11 698 168	6 611 588	18 309 756
moy réelle à 2018	11 155 622	6 079 770	17 235 392
Ecart / Moyenne	5%	9%	6%

La production de l'exercice est supérieure sur la concession de 6 % à la moyenne historique avec 18.3 GWh de produit sur l'année par rapport à 17.2 GWh depuis l'origine.

3.2.4 Production « vendue »

En raison de la consommation des auxiliaires des centrales et de la facturation à la TEP des pertes de transport, la production vendue sur l'exercice s'élève à **18 279 041 kWh**.

	Janv - Fév	Mars - Aout	Sept - Déc	2018
Production brute (sortie transfo.)				18 309 756 kWh
- Consommation des auxiliaires				-30 715 kWh
Production vendue	2 989 020 kWh	8 620 928 kWh	6 669 093 kWh	18 279 041 kWh

3.2.5 Chiffre d'affaires

3.2.5.1 Prise en charge temporaire des pertes de transport

Par application de l'avenant du 29 décembre 2015 au cahier des charges de la concession, le chiffre d'affaires comptabilisé jusqu'au 1er septembre 2017 a été réduit par l'émission d'avoirs au bénéfice de la TEP.

Au 1er septembre, en raison de l'entrée en vigueur de la seconde augmentation du tarif TEP sur l'exercice (+40% au total) et en conformité avec les engagements pris avec la Polynésie, MARAMA NUI a mis fin à l'émission de ses avoirs de sorte à faire à nouveau supporter par la TEP ses pertes liées au transport.

A compter du 1er septembre 2017, l'avantage procuré par l'arrêt de l'émission de ces avoirs a été répercuté au bénéfice des usagers par réduction à due concurrence du tarif de vente de l'énergie hydroélectrique.

La TEP a cependant décidé unilatéralement de ne pas reconduire le contrat actuel de compensation qui arrive à échéance le 31 mai 2018, ce qui impacte l'équilibre économique des concessions de MARAMA NUI à hauteur de 60 MF en rythme annuel.

Des discussions sont en cours avec la TEP, le SDE et le Ministère de l'énergie pour voir réactiver le contrat dont la TEP avait refusé la reconduction. A défaut de retour à la normale de la prise en charge des pertes, MARAMA NUI sera contraint de faire valoir l'indemnisation de son préjudice en justice.

3.2.5.2 Chiffre d'affaires

Par application du tarif contractuellement dû aux volumes vendus, traitement des écarts de volume avec la production contractuelle, et prise en charge temporaire des pertes de transport le chiffre d'affaires ressort à **229 154 910 XPF**.

	Janv - Fév	Mars - Aout	Sept - Déc	2018
Production brute (sortie transfo.)				18 309 756 kWh
- Consommation des auxiliaires				-30 715 kWh
Production vendue	2 989 020 kWh	8 620 928 kWh	6 669 093 kWh	18 279 041 kWh
Production contractuelle (art 16-2)	3 692 292 kWh	7 523 915 kWh	6 200 263 kWh	17 416 470 kWh
Ecart	-703 272 kWh	1 097 013 kWh	468 830 kWh	862 571 kWh
<i>dont 66% porté en cpt courant du concédant</i>	<i>-464 159 kWh</i>	<i>724 028 kWh</i>	<i>309 427 kWh</i>	<i>569 297 kWh</i>
Tarif de vente moyen du kWh	12,90 XPF	12,95 XPF	12,95 XPF	12,94 XPF
Vente à EDT	37 431 534 XPF	108 638 726 XPF	84 090 695 XPF	230 160 955 XPF
Vente à la TEP	1 130 830 XPF	2 987 450 XPF	2 259 874 XPF	6 378 154 XPF
Chiffre affaires énergie	38 562 364 XPF	111 626 176 XPF	86 350 569 XPF	236 539 109 XPF
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)	5 978 372 XPF	-9 361 688 XPF	-4 000 897 XPF	-7 384 213 XPF

3.3 Bilan d'exploitation

3.3.1 Incidents majeurs

Une rupture de la conduite Titaaviri 1 est survenue en février 2018 entraînant une baisse de la disponibilité des machines et de lourds travaux. Les coudes de la conduite GRP se sont fissurés. Ils ont été bétonnés et rerésinés afin que cela ne se reproduise pas.



Conduite juste après l'incident (une fois la conduite isolée)



Etat du coude qui a lâché



Coude réparé



3.3.2 Actions Sécurité Environnement

MARAMA NUI mesure trimestriellement les débits réservés s'écoulant en aval de ces ouvrages. Ce débit est également contrôlé visuellement en permanence par l'ensemble des techniciens et sous-traitants de MARAMA NUI.

Le débit réservé permet de garantir un apport minimal dans un cours d'eau au droit d'un ouvrage hydroélectrique pour sauvegarder l'écoulement de l'eau en aval et la continuité écologique. Il est défini par la concession des forces hydrauliques à 5% du débit de la rivière.



4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

4.1 Principe de la comptabilité appropriée

4.2 Méthodologie et clés de répartition analytique

4.3 Les comptes de la concession

La comptabilité appropriée a été mise en place par arrêté 2100 CM du 17 décembre 2016 et s'applique à toute personne physique ou morale titulaire d'une délégation de service public du secteur de l'énergie en Polynésie française avec un effet rétroactif sur les comptes de 2015.

Les comptes y sont présentés par type de dépenses (vente, maintenance, conduite et fonctionnement...).

4.1 Principes de la comptabilité appropriée

- 4.1.1 La séparation des activités
- 4.1.2 La séparation des services délégués
- 4.1.3 Le principe du coût réel constaté
- 4.1.4 Le principe de la prééminence de l'imputation directe
- 4.1.5 La non-compensation des produits et des charges dans la présentation de l'information financière
- 4.1.6 La justification du périmètre de charges
- 4.1.7 La permanence des méthodes
- 4.1.8 Le principe de détermination des charges économiques calculées
- 4.1.9 Les opérations effectuées avec les parties liées
- 4.1.10 L'identification des contrats à long terme
- 4.1.11 Distinction entre coûts récurrents et coûts non récurrents au sein des activités concernées
- 4.1.12 Objectivation de la marge du délégataire par concession et activité
- 4.1.13 Principe d'ajustement du revenu prévisionnel sur le revenu réalisé
- 4.1.14 Ajustement suite à une remise en cause par l'autorité concédante des coûts présentés

4.1.1 – La séparation des activités

MARAMA NUI possède une seule activité, celle de la fourniture d'hydroélectricité.

4.1.2 – La séparation des services délégués

Un compte de résultat et un bilan spécifiques sont présentés pour chaque concession de MARAMA NUI. Comptablement, les dépenses engagées au bénéfice d'une concession y sont toujours directement affectées.

4.1.3 – Le principe du coût réel constaté

Certaines dépenses comme la main d'œuvre, non directement affectables, font l'objet d'une répartition en fonction des temps passés telle que pratiquée pour l'exploitation déléguée MN/EDT.

4.1.4 – La prééminence de l'imputation directe

Dans la mesure du possible, toutes les commandes spécifiques à des concessions sont en imputation directe. Certains postes non imputables directement font l'objet d'une répartition notamment la prestation déléguée, etc...

4.1.5 – La non compensation des produits et des charges

A ce titre, les lignes de produit sont identifiées dans le compte de résultat.

4.1.6 – La justification du périmètre de charges

Non applicable car MARAMA NUI possède une seule activité, la production d'hydroélectricité.

4.1.7 – La permanence des méthodes

A compter de 2018, les provisions pour renouvellements comptabilisées avant l'introduction d'une Indemnité de Fin de Concession ont été transférées en amortissements des biens existants au bilan redressant par la même le reste à amortir (cf avenant de décembre 2015). Ce transfert est sans impact sur le montant des charges calculées.

4.1.8 – Le principe de détermination des charges économiquement calculées

Le concessionnaire a mis en place sur 2017 une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

- elle répond aux exigences de retraitement de la « comptabilité appropriée » ;
- elle consiste à « amortir » sur la durée résiduelle de la concession à la fois la valeur non amortie des biens gérés et de « provisionner » sur la même durée ses coûts prévisionnels de renouvellement ;
- elle permet pour un patrimoine géré constant, d'avoir une charge globale d'amortissement constante sur toute la durée de la concession.

4.1.9 - Les opérations effectuées avec les parties liées

Une entreprise est considérée comme liée à une autre lorsqu'elle est susceptible d'être incluse par intégration globale dans un même ensemble consolidable.

Pour l'année 2018, le tableau suivant présente les montants pour les parties liées.

Libellé	Description	Total Concession
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités : réseaux & facility Management	0
Polydiesel	Travaux sous-traités : production	98 473

4.1.10 - L'identification des contrats à long terme

Cf. chapitre 6. ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

4.1.11 - Distinction entre coûts récurrents et coûts non récurrents au sein des activités concernées

Les coûts non récurrents sont mentionnés sous une rubrique spécifique.

4.1.12 - Objectivation de la marge du délégataire par concession et activité

Le résultat net est présenté pour chaque concession.

4.1.13 - Principe d'ajustement du revenu prévisionnel sur le revenu réalisé

Les avenants prévoient le traitement suivant des écarts par rapport au prévisionnel :

Les écarts en plus ou en moins mesurés à installations constantes, entre le nombre de kWh vendu et celui figurant au Compte d'Exploitation Prévisionnel de la société concessionnaire, sont valorisés chaque année au tarif en vigueur. 66 % de leur valeur sont portés au compte courant du concédant, les 34% restant sont conservés en résultat, ils représentent l'intéressement du concessionnaire, en plus ou en moins, à la pluviométrie et au bon fonctionnement des ouvrages.

Si le cumul de ces écarts sur plusieurs années dépasse 50% du Chiffre d'Affaires prévisionnel de la concession, sa valeur est prise en compte de façon lissée dans la détermination des tarifs des 5 années suivantes.

En fin de concession, l'écart cumulé résiduel positif reviendra au concédant, l'écart résiduel négatif sera pris en charge par le concessionnaire.



4.1.14 - Ajustement suite à une remise en cause par l'autorité concédante des coûts présentés

N/A

4.2 Méthodologie et clés de répartition analytique

Un bilan et un compte de résultat analytique sont établis annuellement pour chacune des concessions.

L'affectation des postes de bilan, des produits et des charges par concession s'effectue :

- soit par imputation directe lorsque le poste concerné est directement affectable à une concession,
- soit en recourant à des clés de répartition pour les sections analytiques communes ou indirectes.

Actif

- Les immobilisations concédées (barrages, pistes, conduites, centrales) représentent près de 80 % de l'actif en valeur brute, et sont imputées de façon directe dans chacune des concessions auxquelles elles se rapportent. Il est de même pour les amortissements techniques correspondants.
- Les autres postes de l'actif sont répartis par concession selon les modalités suivantes :
 - Au prorata de la production moyenne de kWh, pour les postes :
 - Autres immobilisations (privées, concédées communes, incorporelles, financières)
 - Avances et acomptes versés
 - Charges constatées d'avance
 - Au prorata de la valeur brute des immobilisations concédées, pour les postes :
 - Stocks et provisions s'y rapportant
 - Au prorata des ventes de kWh, pour les postes :
 - Clients et Autres créances

Passif

- Les « capitaux propres » enregistrés en Hors concession sont constitués par le capital social, les réserves, les reports à nouveau et le résultat de l'activité Hors concession.
- Les résultats dégagés par concession (bénéfices ou pertes) sont inscrits dans la rubrique des « capitaux propres » de chaque concession au cours de l'exercice de réalisation, puis font l'objet l'année suivante d'une affectation au poste Report à nouveau, figurant en Hors concession.
- Sont imputés directement sur leurs concessions d'appartenance :
 - provisions pour risques et charges (caducité, provision pour renouvellement, remise en état),
 - emprunts bancaires.
- Les autres postes du passif sont répartis par concession selon les modalités suivantes :
 - Au prorata des achats et charges externes pour le poste :
 - fournisseurs.
 - Au prorata de la production moyenne de kWh, pour les postes :
 - dettes fiscales et sociales,
 - autres dettes,
 - produits constatés d'avance.

La différence apparaissant au niveau du bilan de la concession entre ses actifs et ses passifs constitue une situation de trésorerie (excédent ou besoin) portée dans la rubrique « Compte Courant du concessionnaire ».

Compte de résultat

- **La production** d'hydroélectricité est suivie par centrale, permettant ainsi d'affecter directement les ventes d'énergie par concession et les pertes de transport.
- **Les coûts de maintenance et de conduite** font principalement l'objet d'une affectation directe par concession ou, à défaut, d'une répartition en fonction des temps passés telle que pratiquée pour l'exploitation déléguée MN/EDT.
- **L'amortissement des actifs de concession** : ces charges sont affectées directement par concession.
- Les impôts et taxes correspondent à la contribution des patentes dont la répartition est effectuée en référence à la valeur brute des immobilisations de concession.
- Les coûts de structure, ou frais généraux et administratifs, sont répartis par concession en fonction de la production moyenne de kWh.
- Les éléments financiers sont essentiellement composés des intérêts sur emprunt, et des intérêts sur compte courant du concessionnaire calculés au taux moyen Euribor 3 mois :
 - Trésorerie positive : le produit financier est calculé au taux Euribor
 - Trésorerie négative : la charge financière est calculée au taux Euribor + 0,75.

Lorsque l'Euribor est négatif, il est retenu pour la valeur 0.

La contrepartie des intérêts ainsi calculés, et affectés à chaque concession, est inscrite dans la rubrique « résultat financier » en Hors concession.

- L'impôt sur les sociétés et la contribution supplémentaire (ou à défaut l'IMF en cas de déficit) sont calculés sur le résultat de chaque concession, disposant ainsi d'une situation normative des résultats.
La contrepartie de l'imposition normative est inscrite en Hors Concession dans la rubrique « consolidation des bases fiscales ».

4.3 Les comptes de la concession

4.3.1 Bilan

ACTIF	TITAAVIRI	
	2018 Concession	2017 Concession
Immobilisations concédées	2 618 345 938	2 618 345 938
Immobilisations privées	37 360 302	60 200 982
Immobilisations financières	3 116 478	4 603 518
Immobilisations en-cours	164 431 706	110 916 935
Avances et acomptes		
Total Immobilisations brutes	2 823 254 424	2 794 067 373
Amortissements	-1 062 852 251	-1 056 483 161
Immobilisation concédés (1)	-1 032 828 740	-1 003 734 450
Immobilisation privés	-30 023 511	-52 748 711
Immobilisations nettes	1 760 402 173	1 737 584 212
Stock	20 170 041	18 946 907
Provisions de stock	-1 683 953	-1 577 576
Net	18 486 088	17 369 331
Créances clients	21 969 385	51 537 896
Autres créances	17 533 841	19 007 220
Charges constatées d'avance	244 322	245 132
Total créances d'exploitation	39 747 548	70 790 248
Provisions créances	-3 517 714	-436 971
Créances nettes	36 229 834	70 353 277
TOTAL ACTIF	1 815 118 095	1 825 306 819

PASSIF	TITAAVIRI	
	2018 Concession	2017 Concession
RESULTAT	99 885 013	60 378 076
Capitaux propres	99 885 013	60 378 076
Amort caducité, ATO, PRU	511 973 510	535 245 033
Provision pour renouvellement		
Passif de renouvellement (2)	41 741 897	21 222 970
Fonds de maintenance conduites forcées	171 399 082	177 436 082
Autres provisions pour risques et charges	6 797 238	5 500 914
Autres provisions pour risques et charges - Immobilisation (1)		161 668 526
S/T capitaux propres et provisions	831 796 740	961 451 600
C/C du concessionnaire (emprunt)	839 479 408	731 091 931
Emprunt et dettes		
Avance et Acompte recus (3)	32 275 214	
Fournisseurs	11 038 604	33 259 908
Dettes fiscales et sociales	11 517 366	17 576 469
Autres dettes	89 010 764	81 926 911
PCA		
S/T emprunts et dettes	143 841 947	132 763 288
TOTAL PASSIF	1 815 118 095	1 825 306 819

4.3.2 Compte de résultat

RESULTAT	TITAAVIRI	
	2018 Concession	2017 Concession
CA "net" Energie	229 154 896	230 646 214
Ventes hydro (à EDT)	230 160 944	262 508 020
Refacturation Pertes Transport (à TEP)	6 378 164	3 193 237
Ecart sur prévisionnel (Art.16.2)	-7 384 212	-35 055 043
Production moyenne (de l'origine à 2018)	17 235 392	17 197 021
kWh vendus	18 279 041	20 598 769
CA / kWh vendus	12,54	11,20
Maintenance - Conduite exploitation	-56 290 078	-84 775 801
Achats et charges externes	-79 407 128	-114 878 024
Exploitation Déléguée	-25 275 344	-31 968 903
Production immobilisée	53 514 771	43 878 398
Provision remise en état / grosses réparations		
Provision Stock & créances	-3 944 524	19 560 631
Amortissement des biens privés destinés à l'exploitation	-1 114 391	-1 131 005
Exceptionnel	-63 461	-236 898
Amortissement des actifs de concession	-20 304 691	-35 260 925
AT, Caducité, PR		
Amortissement biens existants (4)	-29 094 290	-36 024 332
Reprise lissée provision pour risque (4)		7 029 066
Dot. passif de renouvellement	-20 918 529	-21 622 572
Reprise sur travaux de renouvellement	399 602	399 602
Reprise lissée caducité	23 271 523	23 271 523
Dot. fonds conduites forcées	-10 078 255	-10 078 258
Reprise sur travaux conduites forcées	16 115 258	1 764 046
Exceptionnel		
Impôts et taxes	-3 143 658	-2 854 547
Patente	-2 054 930	-2 011 954
Autres	-4 661	-7 613
Provision	-1 084 067	-834 973
Exceptionnel		-7
Structure	-10 632 810	-14 298 830
Achats et charges externes	-7 329 207	-10 888 650
Exploitation Déléguée	-2 255 090	-1 426 755
Amortissement des biens privés de structure	-839 954	-760 938
Provisions	-208 559	-1 222 487
Autres produits et charges		
Exceptionnel		
Financier	-5 376 535	-12 952 010
Intérêts sur emprunt bancaire		
Autres produits et charges financières	106 654	-1 086 087
Rémunération C/C du concessionnaire	-5 483 189	-11 865 923
Résultat avant impôt	133 407 125	80 504 101
Impôt société	-33 522 112	-20 126 025
Résultat net - concessions	99 885 013	60 378 076

4.3.3 Commentaires sur les comptes

Bilan

1 Amortissement

Ce poste correspond aux charges d'amortissements comptabilisées par le concessionnaire de façon linéaire sur la durée de la concession pour amener la valeur nette des biens au montant de l'indemnité de reprise s'y rapportant (cf. partie 5.7 du rapport).

Remarque : la valeur économique des biens calculée sur leur durée de vie figure dans le chapitre de ce rapport dédié au patrimoine géré.

2 Le passif de renouvellement regroupe les sommes mises de côté par l'entreprise pour être en mesure de financer la réalisation des plans de renouvellement.

3 En 2017, les avoirs à établir ont été comptabilisés en hors concession.

Compte de résultat

4 A compter de 2018, les provisions pour renouvellements comptabilisées avant l'introduction d'une Indemnité de Fin de Concession ont été transférées en amortissements des biens existants au bilan redressant par la même le reste à amortir (cf avenant de décembre 2015). Ce transfert est sans impact sur le montant des charges calculées.

5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES

5.1 Variation des immobilisations en concession

5.2 Situation des biens nécessaires à l'exploitation du service public

5.3 Suivi du programme contractuel d'investissements

5.4 Le fonds de maintenance des conduites forcée

5.5 Dépenses de renouvellement

5.5.1 Le besoin de renouvellement

5.5.2 Le réalisé de l'année

5.5.3 Le plan de renouvellement à 3 ans

5.5.4 La dotation de l'exercice

5.6 Dépenses de 1^{er} établissement

5.6.1 Le réalisé de l'année

5.6.2 Le programme prévisionnel d'investissement

5.7 Méthode lissée des charges calculées

5.8 Indemnité de fin de concession

5.1 Variation des immobilisations en concession

2017	Acquisition	Cession	Transfert	2018
2 618 345 938				2 618 345 938

Pièces sécurité	17 920 970			17 920 970
Terrain	45 000 000			45 000 000
Bâtiment	84 081 703			84 081 703
Turbine	172 036 397			172 036 397
Elec de Puissance	69 323 424			69 323 424
Elec de Commande	49 623 734			49 623 734
Telecom	7 875 842			7 875 842
Barrage & composants associés	1 472 948 646			1 472 948 646
Pistes & Ponts	94 342 098			94 342 098
Conduites Forcées	402 014 520			402 014 520
Appendice	188 623 041			188 623 041
Autre composant	14 555 563			14 555 563
Droits incorporels de concession	-			-
	2 618 345 938			2 618 345 938

Les immobilisations sont comptabilisées au moment de leur mise en service, en l'attente, elles figurent en immobilisations en cours.

5.2 Situation des biens nécessaires à l'exploitation du service public

L'amortissement présenté correspond à un amortissement linéaire sur la durée de vie des biens de sorte à faire apparaître leur valeur nette économique à la date de clôture.

Cet amortissement diffère de celui pratiqué dans les comptes de la concession, lequel permet, pour un patrimoine géré constant l'obtention d'une charge annuelle « d'amortissement » identique sur toute la durée de la concession.

Famille	Composants	Valeur Brute	AT 31/12/2018	VNC 31/12/2018
Autre composant	TITAA AUTRES B	9 822 875	9 822 875	-
Autre composant	TITAAVIRI 2 GUES	4 732 688	873 916	3 858 772
Total Autre composant		14 555 563	10 696 791	3 858 772
Barrage & composants associés	TITAA ETANCHEITE T1	8 754 858	8 754 858	-
Barrage & composants associés	TITAA ETANCHEITE T2	33 337 380	33 337 380	-
Barrage & composants associés	TITAAVIRI CAPTAGE	832 027 633	371 374 189	460 653 444
Barrage & composants associés	REHAB BARRAGE TITAAVIRI 2	517 855 425	32 523 276	485 332 149
Barrage & composants associés	TERRASSE+GC TITA 2	80 973 350	2 699 112	78 274 238
Total Barrage & composants associés		1 472 948 646	448 688 815	1 024 259 831
Bâtiment	TITAA GENIE CIVIL A	16 256 186	11 587 120	4 669 066
Bâtiment	TITAA TOITURE A	3 243 813	3 243 813	-
Bâtiment	TITAA GENIE CIVIL 2	16 256 186	11 587 120	4 669 066
Bâtiment	TITAA TOITURE 2	3 243 813	3 243 813	-
Bâtiment	TITAA GENIE CIVIL B	16 998 743	10 860 380	6 138 363
Bâtiment	TITAA TOITURE B	3 391 985	3 391 985	-
Bâtiment	TITAA BLOC SANITAIRE 2	1 200 000	248 315	951 685
Bâtiment	TITAA BLOC SANITAIRE 1 A	2 740 000	251 235	2 488 765
Bâtiment	GENIE CIVIL TITAAVIRI 2	20 750 977	777 202	19 973 775
Total Bâtiment		84 081 703	45 190 983	38 890 720

Famille	Composants	Valeur Brute	AT 31/12/2018	VNC 31/12/2018
Conduites Forcées	TITAA CONDUITES AB	104 298 948	75 269 005	29 029 943
Conduites Forcées	TITAA CONDUITES 2	297 715 572	204 450 740	93 264 832
Total Conduites Forcées		402 014 520	279 719 745	122 294 775
Appendice	TITAA PROT CATHODIQUE	2 790 652	1 917 054	873 598
Appendice	GRILLE TITAAVIRI 1	24 461 939	2 226 926	22 235 013
Appendice	VANNES BARRAGE TITAAVIR 2	16 829 834	1 891 019	14 938 815
Appendice	HYDROMAX TITAAVIRI 1	144 540 616	3 720 582	140 820 034
Total Appendice		188 623 041	9 755 581	178 867 460
Elec de Commande	REGULATEUR VITESSE TITA 1A	3 330 936	3 330 936	-
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. TITA 2	5 337 310	5 337 310	-
Elec de Commande	AUTOMATE TITA 2	1 667 909	1 667 909	-
Elec de Commande	PROTECTION TITA 2	1 334 327	1 334 327	-
Elec de Commande	CABLAGES TITA 2	3 335 819	3 335 819	-
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. TITA1B	5 528 901	5 528 901	-
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION TITA1B	1 382 225	1 382 225	-
Elec de Commande	AUTOMATE TITA 1B	1 727 782	1 727 782	-
Elec de Commande	PROTECTION TITA 1B	1 382 225	1 382 225	-
Elec de Commande	CABLAGES TITA 1B	3 455 563	3 455 563	-
Elec de Commande	ARMOIRE AUTOMATIS. TITA1A	10 661 717	1 350 485	9 311 232
Elec de Commande	AUTOMATE TITA 1A	2 958 782	936 947	2 021 835
Elec de Commande	PROTECTION TITA 1A	2 509 813	794 773	1 715 040
Elec de Commande	CABLAGES TITA 1A	4 351 833	551 231	3 800 602
Elec de Commande	REGULATEUR TENSION TITA1A	658 592	197 577	461 015
Total Elec de Commande		49 623 734	32 314 010	17 309 724
Elec de Puissance	TITAA ALTERNATEUR A	19 751 815	19 751 815	-
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE TITA 2	3 335 819	3 335 819	-
Elec de Puissance	TITAA ALTERNATEUR B	6 902 464	6 902 464	-
Elec de Puissance	TITAA TRANSFORMATEUR B	3 839 020	2 452 720	1 386 300
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE TITA 1B	3 455 563	3 455 563	-
Elec de Puissance	TITAA TRANSFORMATEUR 2	5 666 660	2 117 794	3 548 866
Elec de Puissance	TITAA GENERATRICE 2	6 330 934	3 095 121	3 235 813
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE TITA 1A	6 449 691	816 962	5 632 729
Elec de Puissance	TITAA TRANSFORMATEUR A	4 001 009	253 119	3 747 890
Elec de Puissance	ARMOIRE PUISSANCE TITA 1A	9 590 449	592 477	8 997 972
Total Elec de Puissance		69 323 424	42 773 854	26 549 570
Pièces sécurité	PCE SECU 00122 ALTERNAT.	2 563 741	854 581	1 709 160
Pièces sécurité	PCE SECU 00631 ALTERNAT.	9 702 380	3 773 147	5 929 233
Pièces sécurité	PCE SECU 00538 TRANSFO HT	2 514 477	838 159	1 676 318
Pièces sécurité	PCE SECU 00513 TRANSFO HT	3 140 372	1 221 255	1 919 117
Total Pièces sécurité		17 920 970	6 687 142	11 233 828
Pistes & Ponts	TITAAVIRI PISTE	94 342 098	58 733 580	35 608 518
Total Pistes & Ponts		94 342 098	58 733 580	35 608 518
Telecom	TITAAVIRI FAISCEAU OUEST	7 875 842	6 316 827	1 559 015
Total Telecom		7 875 842	6 316 827	1 559 015
Terrain	TITAAVIRI TERRAIN PAPEARI	45 000 000	-	45 000 000
Total Terrain		45 000 000	-	45 000 000

Famille	Composants	Valeur Brute	AT 31/12/2018	VNC 31/12/2018
Turbine	TITAA TURBINE A	17 523 707	12 490 589	5 033 118
Turbine	TITAA TURBINE 2	26 903 342	19 176 230	7 727 112
Turbine	TITAA ROUE 2	10 177 859	10 177 859	-
Turbine	TITAA TURBINE B	39 394 516	25 168 885	14 225 631
Turbine	TITAA ROUE B	10 642 767	10 642 767	-
Turbine	ROUE TITAAVIRI 1	8 595 610	1 289 341	7 306 269
Turbine	LIGNE ARBRE/SUPPORT TIT 1A	46 375 800	6 763 137	39 612 663
Turbine	AUT COMP HYDRAULIQ TITA1A	12 422 796	1 811 658	10 611 138
Total Turbine		172 036 397	87 520 466	84 515 931
TOTAL TITAAVIRI		2 618 345 938	1 028 397 794	1 589 948 144

5.3 Suivi du programme contractuel d'investissements

L'aménagement des vallées réalisé par MARAMA NUI au titre des concessions de forces hydrauliques s'est achevé en 2001, date à laquelle ont été abandonnés les derniers projets de captage non rentables, ou non réalisables au regard de contraintes environnementales.

5.4 Fonds de maintenance des conduites forcées

Ce fonds a été mis en place par l'avenant 3 du 29 décembre 2015, il est destiné au financement des opérations de maintenance, de réparation, d'entretien ou de remplacement partiel des conduites sur la durée de la concession.

TITAAVIRI

Année	Années restantes avant fin de la concession	Fonds de maintenance au 1/01/N	Dotation	Reprise	Fonds de maintenance au 31/12/N
2016	24	159 043 617	10 078 255		169 121 872
2017	23	169 121 872	10 078 255	-1 764 046	177 436 082
2018	22	177 436 082	10 078 255	-16 115 258	171 399 079

Le Y connectant la conduite principale et la conduite d'amené du captage de l'affluent ont été réparés plusieurs fois puis remplacés cette année. La conduite de l'affluent a besoin d'être remplacée sur 60 mètres. Elle traverse la rivière en aérien et a souffert des intempéries tout au long de sa vie.



Ancien Y



Nouveau Y

5.5 Dépenses de renouvellement

Elles portent sur l'ensemble des ouvrages de renouvellement de la concession exception faite des conduites forcées, à savoir :

- bâtiments,
- turbines,
- électricité de puissance,
- électricité de commande,
- composants renouvelables associés aux barrages,
- appendice,
- ponts.

5.5.1 Le besoin de renouvellement

Variation du besoin de renouvellement sur l'exercice

reste à faire au 31/12/2017	999 878 802
réalisé	-
réajusté	4 534 255
reste à faire au 31/12/2018	1 004 413 057

	Total Renouvellement
Pièces sécurité	-
Terrain	-
Bâtiment	137 536 735
Turbine	338 289 354
Elec de Puissance	136 130 220
Elec de Commande	128 027 152
Telecom	19 747 854
Barrage & composants associés	162 912 041
Pistes & Ponts	-
Appendice	26 746 380
Autre composant	55 023 321
	1 004 413 057

5.5.2 Le réalisé de l'année

Aucune dépense n'a été réalisée en 2018.

5.5.3 Le plan de renouvellement à 3 ans

	2019	2020	2021	Total Renouvellement
Pièces sécurité				
Terrain				
Bâtiment	26 493 899			137 536 735
Turbine	71 484 511			338 289 354
Elec de Puissance	13 221 954		39 030 135	136 130 220
Elec de Commande	24 942 043		20 696 589	128 027 152
Telecom				19 747 854
Barrage & composants associés			72 397 884	162 912 041
Pistes & Ponts				
Appendice				26 746 380
Autre composant	15 687 799			55 023 321
	151 830 207	-	132 124 609	1 004 413 057

5.5.4 La dotation de l'exercice

Elle s'obtient en divisant le reste à doter par le nombre d'années résiduelles de la concession.

Le calcul du reste à doter figure au point 5.7 Méthode relative aux charges calculées § 5.7.3 détail des calculs, il correspond au besoin de renouvellement au 31 décembre N-1, réajusté le cas échéant, diminué de l'indemnité de fin de concession et des dotations déjà comptabilisés.

La dotation de l'exercice s'élève à **20 518 927 XPF**.

5.6 Dépenses 1er établissement

5.6.1 Le Réalisé de l'exercice

Depuis 2007, un important programme de confortement et de sécurisation des barrages a été lancé sur la base d'études menées en collaboration avec les sociétés EDF-DTG et Coyne & Bellier. Le coût de ce programme est évalué à 3 710 millions XPF pour une réalisation qui devrait s'échelonner jusqu'en 2025.

Réhabilitation du barrage de Titaaviri 2

La première phase de réhabilitation du barrage de Titaaviri 2 est terminée. Elle concernait la mise aux normes du remblai, de la crête, du déversoir et des vannes. Une seconde phase concernant le pied intérieur de l'ouvrage, la prise d'eau sera mise en œuvre dans les années à venir.



Vue du barrage de Titaaviri 2 depuis l'aval

5.6.2 Le programme prévisionnel d'investissement

Aucun programme d'investissement n'a été prévu sur l'année 2018.

5.7 Méthode relative aux charges calculées

5.7.1 Contexte

En matière de délégation de services public, le provisionnement des coûts futurs de renouvellement est une obligation, cette dernière est définie aux articles 7 et 24 de la concession :

- « Le concessionnaire est tenu d'établir, d'exploiter, d'entretenir et de renouveler à ses frais les ouvrages faisant partie de la concession, de manière qu'ils soient maintenus en bon état de service » ;
- « Le concessionnaire sera tenu de remettre à l'autorité concédante tous les ouvrages et le matériel de la concession en bon état d'entretien ».

La méthode de comptabilisation de cette obligation issue du guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 a pour but de sécuriser le maintien au niveau exigé par le service public du potentiel productif des installations concédées ; à cette fin, et par la combinaison des amortissements de caducité, amortissements techniques et provisions pour renouvellement, le concessionnaire doit mettre de côté les ressources financières nécessaires au financement des renouvellements.

Outre sa difficulté de compréhension pour des non professionnels, cette méthode a pour inconvénient :

- d'alourdir les charges de début de concession et d'alléger celles de fin de concession,
- de générer dans les comptes de la concession et à chaque révision des plans de renouvellement, des impacts « one shot » importants,
- de ne pas donner une vision économique de la rentabilité du contrat sur la période considérée,
- de ne pas être adapté à l'approche par composant des réseaux laquelle est une obligation nouvelle en Polynésie, non applicable en métropole en raison des exclusions du règlement CRC n°2004-06 et notamment celle en faveur des contrats de délégation de service public.

Les arrêtés 2099 et 2100 du 17 décembre 2015 relatifs à la comptabilité appropriée, donnent pour obligation au concessionnaire de présenter ses comptes de manière économique et à cette fin §218-3 d'opérer tous retraitements susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités.

Sont directement visés par ces arrêtés §218-9, les charges de renouvellements.

§ 218-10 - L'opérateur justifie de sa charge économique de renouvellement en présentant annuellement sa méthode de valorisation de la charge économique de renouvellement ainsi qu'un programme de renouvellement des actifs considérés par l'opérateur comme renouvelables.

5.7.2 Méthode économique des charges calculées

Pour répondre à cette obligation, le concessionnaire a mis en place au 1^{er} janvier 2017 et de manière prospective une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

- elle consiste à « amortir » sur la durée résiduelle de la concession à la fois la valeur non amortie des biens gérés et de « provisionner » sur la même durée ses coûts prévisionnels de renouvellement ;
- elle permet pour un patrimoine géré constant, d'avoir une charge globale d'amortissement constante sur toute la durée de la concession.

Amortissement technique des biens au bilan

La base amortissable est composée du montant brut des immobilisations figurant au bilan duquel est déduit la part financée par les tiers ou le concédant, l'indemnité de fin de concession et des dotations déjà comptabilisées.

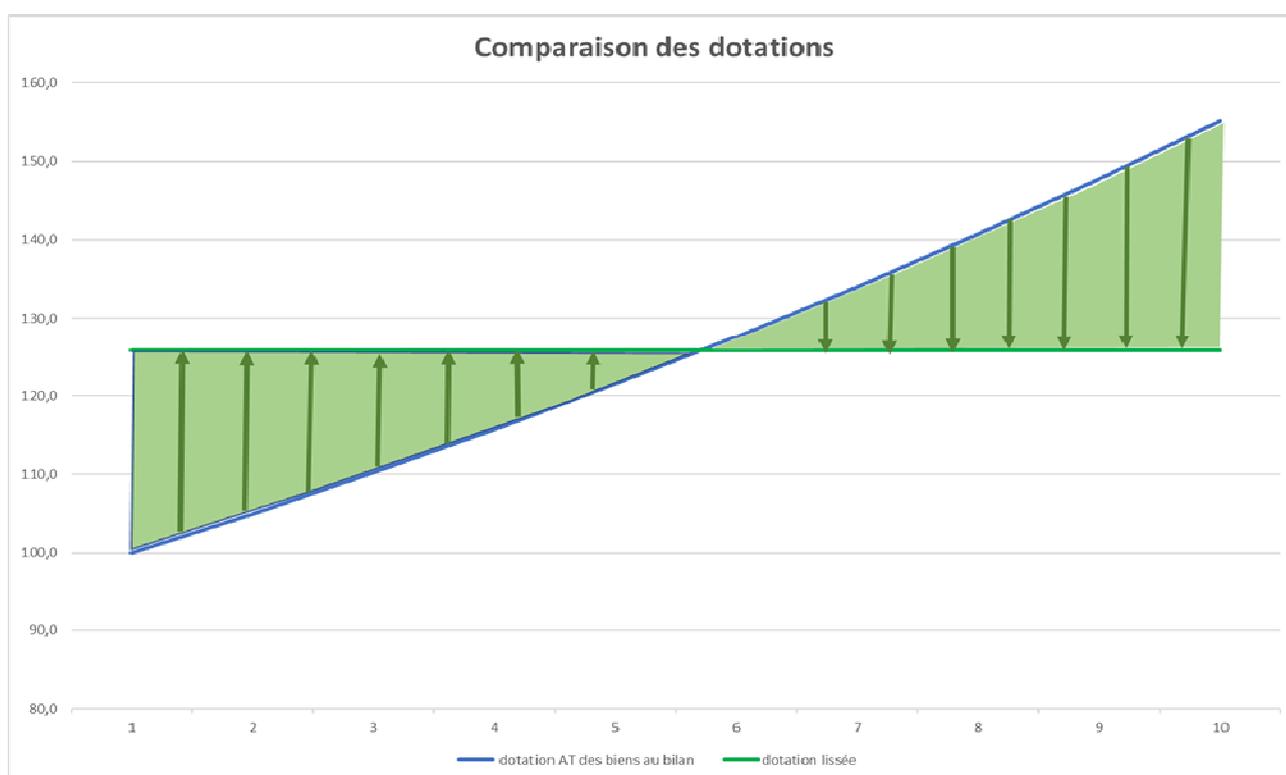
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

A patrimoine inchangé la valeur brute des biens au bilan et les dotations aux amortissements s'y rapportant augmentent chaque année en raison des surcoûts de renouvellement.

Dotation/reprise de lissage

Afin d'obtenir des dotations identiques sur la durée de la concession il est fait recours à des dotations/reprises de lissage avec pour contrepartie un compte « Actif/Passif de renouvellement ».

Les dotations/reprises de lissage (flèches vertes) sont calculées par différence entre la dotation de l'exercice à l'amortissement des biens figurant au bilan et la moyenne sur la durée résiduelle de la concession des mêmes dotations.



En bleu la courbe ascendante des dotations à l'amortissement technique des biens au bilan
 Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée
 La surface verte, « l'actif/passif » de renouvellement.

A la mise en application de cette méthode, toutes les dotations antérieures au renouvellement (AT/PR) ont été transféré dans « l'actif/passif de renouvellement ».

En fin de concession cet « actif/passif de renouvellement » sera à zéro, le cumul des dotations étant par construction égal au cumul des reprises.

5.7.3 Détail des calculs

Amortissement des biens au bilan

Vo cloture	2 618 345 938	
- IFC biens au bilan cumulé	(783 774 301)	
base amortissable	1 834 571 637	(A)
doté à l'ouverture	1 003 734 450	
Provisions antérieures à l'IFC	161 668 526	
Cumul dot à l'ouverture corrigé	1 165 402 976	(B)
reste à amortir	669 168 661	(A) - (B)
nb années restantes	23	
dotation exercice	29 094 290	(B)
dotations cumulées	1 032 828 740	(B) + (C)

Amortissement comptable (actif)

Détermination du passif de renouvellement

Besoin (2017-2040) évalué au 31/12/2017	1 009 469 251	
Ajustement du besoin 2018	4 534 255	
Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période	1 014 003 506	
IFC Prèvis. sur renouvellement	(511 254 758)	
Doté à l'ouverture	21 222 970	(A)
reste à doter	481 525 778	
nb années restantes	23	
dotation & lissage au passif de renouvellement	20 518 927	(B)
Passif de renouvellement à fin 2018	41 741 897	(A) + (B)

Passif de renouvellement (passif)

Reprise lissée caducité art LP4

caducité cpt 229 ouverture	535 245 033	(A)
Caducité <u>535 245 033</u>		
reprise lissée	(23 271 523)	(B)
caducité cpt 229 clôture	511 973 510	(A) + (B)

Caducité (passif)

5.8 Indemnités de fin de concession

Au terme de la concession, il sera attribué au concessionnaire une indemnité correspondant à la valeur non amortie des ouvrages figurant au bilan de la concession, pour autant que le concessionnaire ait contribué au financement de ces ouvrages et dans la proportion de sa participation à leur financement. Par exception, les terrains sur lesquels reposent les ouvrages seront remis gratuitement au concédant en fin de concession, et seront de ce fait soumis à un amortissement de caducité linéaire.

	IFC prévisionnelle sur biens à renouveler	IFC sur biens existants au bilan au 31/12/2018 et non renouvelables	Total IFC prévisionnelle à fin de concession (hors améliorant)
Pièces sécurité	-	-	-
Terrain	-	79 144 085	79 144 085
Bâtiment	94 158 819	13 712 873	107 871 692
Turbine	236 874 117	-	236 874 117
Elec de Puissance	46 811 052	2 530 882	49 341 934
Elec de Commande	48 402 583	-	48 402 583
Telecom	-	-	-
Barrage & composants associés	48 288 534	540 059 856	588 348 390
Pistes & Ponts	-	13 848 058	13 848 058
Conduites Forcées	-	35 509 115	35 509 115
Appendice	19 812 830	96 712 452	116 525 282
Autre composant	16 906 823	2 256 980	19 163 803
TOTAL TITAAVIRI	511 254 758	783 774 301	1 295 029 059

6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

➤ Etats des engagements à incidence financière

1° - Convention de gestion déléguée avec la société Electricité de Tahiti (EDT)

Une convention de gestion déléguée pour l'exploitation, la conduite et la maintenance des ouvrages de production hydroélectrique a été conclue entre MARAMA NUI et EDT en 2006.

A la demande de MARAMA NUI, les conditions de rémunération de cette prestation sont passées en 2011 d'un mode forfaitaire à une refacturation au franc le franc des dépenses effectivement supportées par l'exploitant délégué.

Seuls les gros travaux dont la maîtrise d'œuvre est confiée à l'exploitant délégué sont refacturés avec l'application sur les coûts directs d'un coefficient destiné à couvrir les charges indirectes de production ainsi que les frais généraux du concessionnaire.

En 2018, un projet d'avenant instaurant une rémunération de la prestation d'EDT à hauteur de 2% a été validé par les conseils d'administration des deux sociétés.

2° - Convention de fourniture d'hydroélectricité

Le contrat de fourniture d'hydroélectricité, signé le 30 novembre 2000 avec la société EDT, s'est poursuivi. Le tarif unique de 12,06 F/kWh a néanmoins été remplacé, au 1^{er} mars 2016, par des tarifs différenciés par concessions.

3° – Accord de puissance garantie

Une convention de puissance garantie a été signée le 3 mai 1999 avec la société EDT. Cette convention a fait l'objet d'un avenant en 2005 portant sur les nouvelles conditions d'application de la puissance garantie hydroélectrique modulée (PGHM) dont la valeur de référence évolue entre 9 MW, 12 MW et 18 MW selon 3 périodes saisonnières.

En cas d'incapacité propre à MARAMA NUI à fournir la PGHM, des pénalités peuvent être appliquées par EDT dans le cas où :

- a) EDT n'aurait pas pu, avec ses moyens thermiques disponibles, compenser le déficit de puissance hydroélectrique dans la limite des valeurs de référence de chaque période ;
- b) l'énergie hebdomadaire hydroélectrique déjà utilisée serait inférieure à la valeur de l'énergie minimale potentielle hebdomadaire de la période correspondante.

La pénalité est égale au volume estimé d'énergie non livrée, limitée au maximum à la valeur de l'énergie minimale hebdomadaire correspondante, exprimée en kWh, multipliée par le prix de cession en vigueur du kWh hydroélectrique par MARAMA NUI à EDT.

La convention a une durée de 5 ans à compter de la date de son approbation par le Ministre en charge de l'énergie, avec renouvellement tacite sauf dénonciation sous préavis de 6 mois.

4° Contrat pour la compensation des pertes de transport, avec la société de Transport d'Énergie Electrique en Polynésie (T.E.P.)

Par cette convention conclue le 31 mai 2012, la TEP rembourse à MARAMA NUI les kWh non vendus du fait des pertes en lignes sur le réseau de transport, au tarif réglementé.

Au travers des avenants signés fin décembre 2015, MARAMA NUI s'est engagée auprès du concédant et à effet au 1^{er} mars 2016, à émettre de façon temporaire et au bénéfice de la TEP des avoirs sur ces facturations. Ces avoirs ont été appliqués pour les mois de mars à décembre 2016.

Arrivée à son terme le 31 mai 2017, et prolongée pour un an, cette convention n'a pas été renouvelée au 1er juin 2018, par décision de la TEP. Compte tenu de l'équilibre économique du système électrique de l'île de Tahiti, MARAMA NUI considère néanmoins qu'il appartient toujours au transporteur d'assumer les pertes intervenues sur son réseau.